

Анализ развития системной аварии в ОЭС Востока 1 августа 2017 г.

ВОРОПАЙ Н.И., ЧУЛЮКОВА М.В.

Произошедшая крупная системная авария в Объединенной энергосистеме Востока Единой энергетической системы России разделила энергообъединение на две изолированные подсистемы по сечению «Переход через реку Амур». В общем плане основной причиной аварии названо несогласованное функционирование элементов энергообъединения и комплекса средств регулирования и автоматики. Приведен анализ основных факторов и событий в процессе развития этой системной аварии. Предлагаются объяснения некоторых специфических для данной аварии событий и процессов. Сформулированы выводы и рекомендации по результатам анализа этой системной аварии. Для обеспечения скоординированного развития различных составляющих энергообъединения Востока и согласованного их функционирования при наличии многих субъектов, участвующих в этих процессах, необходима разработка и принятие ряда нормативных документов, одним из которых являются «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем».

К л ю ч е в ы е с л о в а: ОЭС Востока, системная авария, анализ, специфические процессы, выводы, рекомендации

В Объединенной энергосистеме (ОЭС) Востока 1 августа 2017 г. произошла крупная системная авария с делением энергообъединения на две изолированные подсистемы по сечению «Переход через реку Амур». В статье рассматриваемая авария проанализирована на основании информации, приведенной в [1–7]. В общем плане основной причиной аварии названо несогласованное функционирование элементов энергообъединения и комплекса средств регулирования и автоматики. Целесообразно детально анализировать процесс каскадного развития этой аварии, с тем чтобы выяснить конкретные факторы и события, которые привели к тяжелым последствиям для потребителей и системы, и обсудить возможные мероприятия для недопущения подобных тяжелых аварий.

Исходная схема ОЭС Востока до возникновения аварии приведена на рис. 1 [8]. Электрическая сеть на напряжениях 220–500 кВ выполнена в основном одноцепными воздушными линиями (ВЛ) и является относительно слабой. Отметим, что ряд ВЛ был выведен в плановый ремонт (см. рис. 1), кроме того, некоторые устройства противоаварийной автоматики были выведены из работы для проведения модернизации.

Начальные события и процесс каскадного развития аварии приведены на рис. 2 с использованием методики анализа, представленной в [9]. В восточную подсистему разделившегося энергообъединения вошли Приморская электроэнергетическая система (ЭЭС) и правобережная часть Хабаровской ЭЭС, в западную – Амурская ЭЭС со связью с За-

байкальской ЭЭС, Южно-Якутский энергорайон и левобережная часть Хабаровской ЭЭС (Еврейской автономной области и Комсомольского района). В результате развития аварии более 2 ч остались без электроэнергии потребители Амурской области, Забайкальского, Приморского и Хабаровского краев, приграничных районов КНР. Некоторые комментарии к процессу развития аварии даны на основании рис. 2.

В 21 ч 06 мин 1 августа 2017 г. при ремонтной схеме электрической сети (выведены в ремонт две ВЛ 500 кВ и девять ВЛ 220 кВ) произошло однофазное короткое замыкание (КЗ) на ВЛ 220 кВ «Хабаровская–Волочаевка тяговая», которое послужило первопричиной аварии.

В отделившейся дефицитной восточной части ОЭС Востока в процессе развития аварии произошел переход к сбалансированному послеаварийному режиму в течение 39 мин в результате действия противоаварийной автоматики частотной разгрузки (АЧР) и оперативных действий персонала.

В западной части ОЭС Востока возник колебательный процесс с периодом 2 с с изменениями частоты от 53 до 47 Гц. Как следствие такого размаха медленных колебаний частоты, помимо вывода из работы группового регулятора активной мощности (ГРАМ) на Зейской ГЭС, автоматикой ограничения повышения частоты (АОПЧ) были отключены один агрегат Зейской ГЭС мощностью 225 МВт, два агрегата Бурейской ГЭС мощностью 335 МВт каждый и один блок Нерюнгринской ГРЭС мощностью 210 МВт. В результате возник-

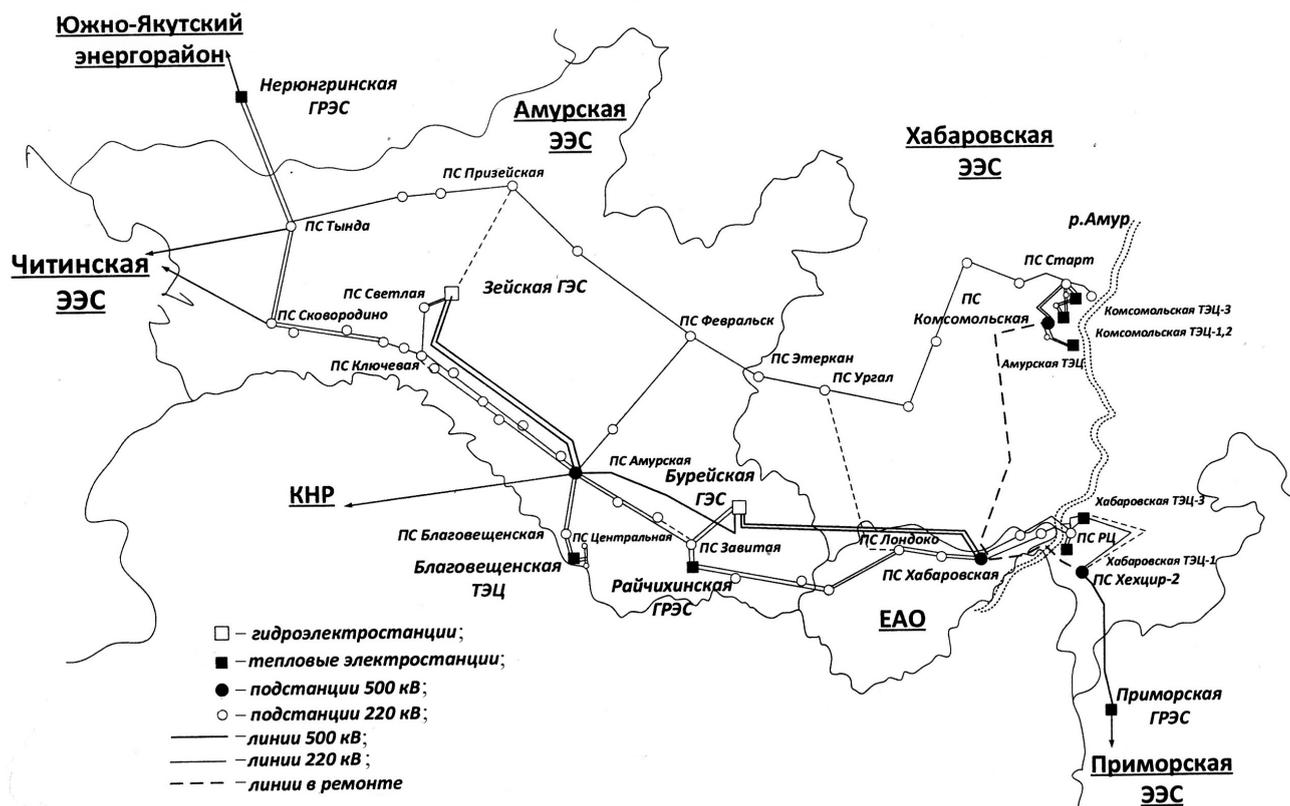


Рис. 1. Схема основной сети ОЭС Востока по состоянию на 1 августа 2017 г.

шего дефицита активной мощности и снижения частоты последовала работа АЧР с отключением нагрузки и ВЛ 500 кВ «Амурская–Хэйхэ (КНР)». Вследствие повышения напряжения в районе Бурейской ГЭС до 560 кВ автоматикой ограничения повышения напряжения (АОПН) отключились ВЛ 500 кВ «Бурейская ГЭС–Амурская» и «Бурейская ГЭС–Хабаровская №1». Противоразгонная защита отключила еще один агрегат Бурейской ГЭС (см. рис. 2,а).

В результате роста дефицита активной мощности в западной части ОЭС произошло снижение частоты до 46 Гц и возникло лавинообразное развитие аварийного процесса с массовым отключением агрегатов электростанций, погашением питания потребителей и другими нежелательными последствиями (см. рис. 2,б). На этой неконтролируемой стадии развития аварии управляющие воздействия хоть и были правильными, однако они не приносили положительного эффекта. Высокая скорость развития аварийного процесса не оставила времени для принятия и реализации решений диспетчерскому и оперативному персоналу.

Очевидно, что возникновение колебаний частоты в западной части энергообъединения с широким размахом амплитуды колебаний стало триггерным (запускающим) событием, положившим начало процессу каскадного развития аварии с переходом его в неконтролируемую стадию. В связи с

этим представляет интерес причина возникновения этих колебаний частоты. Можно предположить, что такой причиной оказалось несоответствие настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия (СД) агрегатов Зейской и Бурейской ГЭС по производным параметров режима сложившейся электрической схеме отделившейся западной подсистемы ОЭС Востока. Подобные ситуации исследовались в [10]. Свой вклад в возникновение таких незатухающих колебаний внесла также слабость основной электрической сети западной части энергообъединения, значимость такого фактора в возникновении незатухающих колебаний также отмечается в [10]. В результате АРВ СД агрегатов ГЭС вместо демпфирования колебаний раскачивали систему.

Каскадное развитие аварии в западной части ОЭС Востока привело к выделению на изолированную работу Благовещенского энергорайона с единственным источником – Благовещенской ТЭЦ. Последующее развитие аварийного процесса вызвало сброс нагрузки электростанции до нуля с потерей собственных нужд станции и полное обесточивание потребителей выделенного энергорайона на длительное время.

Полного погашения энергорайона Благовещенска, включая потерю питания собственных нужд Благовещенской ТЭЦ, можно было бы избежать при использовании распределенной генерации. На-

Время (Хабаровск)	Группа	III Естественные события	II Управляющие воздействия (релейной защиты, автоматики, персонала)	I Случайные события
21:10 ÷ 21:15	I	<p>Западная часть: выделение Райчихинской ГРЭС и Благовещенской ТЭЦ на СН и нагрузку изолированных районов</p> <p>Райчихинская ГРЭС, Благовещенская ТЭЦ: снижение нагрузки до 0, потеря СН, погашение изолированных районов</p> <p>Зейская ГЭС: снижение нагрузки станции без потери СН</p> <p>Бурейская ГЭС: снижение нагрузки станции до 0 без потери СН</p> <p>Амурская ТЭЦ, Комсомольская выделение станции на СН, сохранение параллельной работы с системой</p> <p>Западная часть: повышение напряжения на шинах 220 кВ ПС Этеркан, ПС Февральская до 275 кВ</p> <p>Разрыв связи 220 кВ между Амурской ЭЭС и Комсомольским энергорайоном</p>	<p>Райчихинская ГРЭС: отключение теплоагрегата (ТА)- ТА-4 частотной деликатной автоматикой (ЧДА) Благовещенская ТЭЦ: отключение выключателей В-110 Благовещенская №1,2 (ЧДА) Подстанции (ПС) Центральная: отключение В-110 Благовещенская ТЭЦ №1,2 (ЧДА)</p> <p>Зейская ГЭС: персоналом отключены ГА-4, ГА-6 Бурейская ГЭС: отключение ГА-1, ГА-6 (защита от потери возбуждения)</p> <p>Западная часть: отключение ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Комсомольская ТЭЦ-2 и Комсомольская ТЭЦ-2 – Т с отпайкой ПС Парус №2</p> <p>Отключение ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан (АОПН), ВЛ 220 кВ Ургал – Этеркан (АОПН)</p>	<p>Райчихинская ГРЭС: отключение ТА-7, ТА-2</p> <p>Благовещенская ТЭЦ: отключение ТА-1, ТА-2</p> <p>Технологическими защитами</p>
21:26				

б)

Время (Хабаровск)	Группа	III Естественные события	II Управляющие воздействия (релейной защитой, автоматики, персонала)	I Случайные события
21:06 ÷ 21:10	I	<p>ВЛ 220 кВ Левобережная – РЦ наброс мощности и нарушение устойчивости</p> <p>Разделение ОЭС Востока на две изолированные части по сечению «Переход через р.Амур»</p> <p>Восточная часть: дефицит мощности 688 МВт, снижение частоты до 48,3 Гц</p> <p>Западная часть: избыток мощности 546 МВт, повышение частоты до 51,2 Гц</p> <p>Восточная часть: дефицит мощности 688 МВт, снижение частоты до 48,3 Гц</p> <p>Западная часть: дефицит мощности, возникновение дефицита мощности, снижение частоты до 47,4 Гц</p> <p>Западная часть: прекращены экспортные поставки электроэнергии в КНР, повышение напряжения в сети 500 кВ до 560 кВ</p> <p>Западная часть: рост дефицита мощности, снижение частоты до 46 Гц</p>	<p>Отключение ВЛ-220 кВ Хабаровская – Волочаевка тяговая защита</p> <p>Отключение ВЛ-220 кВ Левобережная – РЦ (АОПО)</p> <p>Восточная часть: действием АЧР, ЧАПВ, персонала параметры режима восстановлены через 39 мин</p> <p>Зейская ГЭС: выход из ГРАМ всех генерирующих агрегатов (ГА) (уставка 51 Гц)</p> <p>Зейская ГЭС: отключение ГА-2 (АОПЧ) Нерюнгринская ГРЭС: отключение Блока 3 (АОПЧ) Бурейская ГЭС: отключение ГА-2, ГА-3 (АОПЧ)</p> <p>Западная часть: частичное отключение нагрузки (АЧР), отключение ВЛ-500 кВ Амурская – Хэйхэ (АЧР)</p> <p>Западная часть: отключение ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская (АОПН), ВЛ-500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1 (АОПН)</p> <p>Бурейская ГЭС: отключение ГА-4 (противоразгонная защита)</p>	<p>Волочаевка-тяговая – 220 кВ Хабаровская – Однофазное КЗ на ВЛ</p> <p>Приморская ГРЭС: Отключение Блока 5</p> <p>Триггерное событие</p>
21:06 ÷ 21:10				

а)

личие установок распределенной генерации малой мощности в Благовещенске, например мини-газотурбинных или газопоршневых ТЭЦ на площадках старых неэкономичных котельных [11], позволило бы сохранить электроснабжение наиболее ответственных потребителей и ускорить восстановление работоспособности погашенной Благовещенской ТЭЦ. При этом потребовалась бы перестройка и модернизация системы противоаварийной автоматики в этом энергорайоне, например, в соответствии с рекомендациями [12]. Важное значение в таких случаях имеет реконфигурация электрической сети для повышения надежности электроснабжения потребителей [13].

Представляет интерес анализ причин аварийного отключения агрегатов Зейской и Бурейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС в результате действия АОПЧ при медленных незатухающих колебаниях частоты с большой амплитудой в отделившейся западной части ОЭС. В условиях длительного (2 с) периода колебаний при большом их размахе складывались благоприятные условия для срабатывания АОПЧ, поскольку частота на верхней части амплитуды колебаний находилась за пределами уставки автоматики по частоте в течение более длительного интервала времени, чем установленная задержка на срабатывание АОПЧ с целью отстройки от кратковременных недопустимых отклонений частоты.

В качестве основного фактора, способствующего нежелательному развитию аварийного процесса, в [1–3, 6] со ссылкой на акт расследования аварии называется несогласованное функционирование элементов энергосистемы, принадлежащих шести различным компаниям. Обеспечить такое согласованное функционирование элементов ЭЭС возможно путем создания исчерпывающей нормативной регламентации технологической деятельности всех субъектов, вовлеченных в процессы обоснования развития и управления режимами технологической единого энергообъединения.

Выводы. 1. Автоматическое регулирование возбуждения сильного действия крупных генераторов имеет исключительно важное значение в системе противоаварийного управления сложных ЭЭС. Анализ рассматриваемой системной аварии показывает ключевую роль оптимальной настройки коэффициентов регулирования АРВ СД и более того — перенастройки (адаптации) этих регуляторов при существенном изменении схемы ЭЭС. Важными задачами при этом являются согласование оптимальных коэффициентов регулирования нескольких регуляторов в ЭЭС и их координация с работой системы противоаварийной автоматики.

2. Использование установок распределенной генерации в ЭЭС дает возможность снизить негативные последствия крупных системных аварий и

обеспечить быстрое восстановление системы. В этом плане необходимо обратить внимание на развитие подходов, обеспечивающих придание ЭЭС свойства активности на основе реконфигурации схемы электрической сети путем применения современных коммутационных аппаратов — реклоузеров.

3. С целью обеспечения скоординированного развития различных составляющих единого технологического объекта — энергообъединения Востока — и согласованного их функционирования при наличии многих субъектов, участвующих в этих процессах, необходима разработка и принятие исчерпывающего свода нормативных документов. Одним из важнейших системных документов, требующих принятия, являются «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем».

4. Эффективное решение изложенных в статье проблем требует проведения глубоких комплексных исследований.

Работа выполнена в рамках проекта III.17.4.2 программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. <https://www.kommersant.ru/doc/3426822>
2. <http://interfax.ru/business/582730>
3. <https://vostokmedia.com/news/society/12-10=2017/energetiki-obyasnili-prichiny-avgustovskogo-blekauta-na-dalnem-vostoke>
4. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/10/09/737038-energoavarii-dalnem-vostoke>
5. <http://amurmedia.ru/news/610680/>
6. <https://www.eastrussia.ru/news/prichinoy-blekauta-v-dfo-nazvano-nesoglasovannoe-funktsionirovanie-chastey-energosisistemy/>
7. <https://nadv.ru/news/2123/>
8. <http://habarovsk.bezformata.ru/listnews/potreblenie-elektroenergii-v-oes-vostoka/60106066/>
9. **Воропай Н.И., Ефимов Д.Н., Решетов В.И.** Анализ механизмов развития системных аварий в электроэнергетических системах. — *Электричество*, 2008, № 10, с. 12–24.
10. **Литкенс И.В., Пуго В.И.** Колебательные свойства электрических систем. — М.: Энергоатомиздат, 1988, 126 с.
11. **Воропай Н.И.** Распределенная генерация в электроэнергетических системах. — *Междунар. научно-практич. конф. «Малая энергетика — 2005»*. — Москва (Россия), 2005.
12. **Илюшин П.В., Музалев С.Г.** Особенности реализации противоаварийного управления электроэнергетическими режимами микроэнергосистем. — *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*, вып. 68. — Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017, с. 222–231.
13. **Воропай Н.И., Стычински З.А., Суслов К.В. и др.** Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей. — *Известия РАН. Энергетика*, 2013, № 6, с. 70–79.

[29.01.2018]

А в т о р ы: Воропай Николай Иванович окончил Ленинградский политехнический институт (ныне С.

А в т о р ы: **Воропай Николай Иванович** окончил Ленинградский политехнический институт (ныне С. Петербургский государственный технический университет) в 1966 г. Член-корр. Российской Академии наук (РАН). Научный руководитель Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН).

Чулюкова Маргарита Валерьевна окончила в 1997 г. энергетический факультет Иркутского государственного технического университета. Аспирант кафедры энергетики Амурского государственного университета (Благовещенск).

Elektrichestvo, 2018, No. 5, pp. 28–32

DOI:10.24160/0013-5380-2018-5-28-32

Analysis of the System Collapse Occurred in the UES East Power Pool on August 1, 2017

VOROPAI Nikolai I. (*Institute of Power Systems named L.A. Melent'yev of the Siberian of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*) – *Corresponding Member of RAS, Scientific Leader*

CHULYUKOVA Margarita V. (*Amur State University, Blagoveshchensk, Russia*) – *Postgraduate at the Energy Department*

The large-scale collapse occurred in the Russia's UES East Power Pool caused the power pool to separate into two isolated sub-areas at the cut set "Transition through the Amur River". Generally, the collapse was mainly attributed to poorly coordinated operation of the power pool elements, including the set of closed-loop and automatic control devices. The key factors and events involved in the course of this system collapse are analyzed. Explanations of certain events and processes specific to this collapse are suggested. Conclusions and recommendations derived from the analysis of this system collapse are formulated. To ensure coordinated development of different components of the East Power Pool and their coordinated operation under the conditions when there are many entities participating in these processes, it is necessary to develop and adopt a number of regulatory documents, one of which is the "Regulations for Process Operation of Electric Power Systems".

Key words: *East Power Pool, system collapse, analysis, specific processes, conclusions, recommendations*

REFERENCES

1. <https://www.kommersant.ru/doc/3426822>
2. <http://interfax.ru/business/582730>
3. <https://vostokmedia.com/news/society/12-10=2017/energetiki-obyasnili-prichiny-avgustovskogo-blekauta-na-dalнем-vostoke>
4. <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2017/10/09/737038-energoavarii-dalнем-vostoke>
5. <http://amurmedia.ru/news/610680/>
6. <https://www.eastrussia.ru/news/prichinoy-blekauta-v-dfo-nazvano-nesoglasovannoe-funktsionirovanie-chastey-energосистемы/>
7. <https://nadv.ru/news/2123/>
8. <http://habarovsk.bezformata.ru/listnews/potreblenie-elektroenerгии-v-oes-vostoka/60106066/>
9. **Voropai N.I., Yefimov D.N., Reshetov V.I.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2008, No. 10, pp. 12–24.
10. **Litkens I.V., Pugo V.I.** *Kolebatel'nye svoistva elektricheskikh sistem (Oscillatory Properties of Selectrical Systems)*. Moscow, Energoatomizdat, 1988, 126 p.
11. **Voropai N.I.** *Raspredelelnaya generatsiya v elektroenergeticheskikh sistemakh. Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya «Malaya energetika-2005» (Distributed Generation in Electric Power Systems. International Scientific and Practical Conference «Small Energy – 2005»)*. Moscow (Russia), 2005.
12. **Ilyushin P.V., Muzalev S.G.** *Metodicheskiye voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki, vyp. 68 (Methodical Questions of Research of Reliability of Big Systems of Power, iss. 68.)*. Irkutsk, Institute of Power Systems named L.A. Melent'yev of the Siberian branch of Russian Academy of Sciences, 2017, pp. 222–231.
13. **Voropai N.I., Stichinski Z.A., Suslov K.V. et al.** *Izvestiya RAN. Energetika – in Russ. (News of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering)*, 2013, No. 6, pp. 70–79.

[29.01.2018]